

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE LA RÉGIE**

Code de conduite

1. Référence : Pièce HQD-1, document 2.2, Annexe A, page 4, article 4.2.

Préambule :

« Règles générales »

Demande :

1.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'estime pas nécessaire d'inclure à son code de conduite des dispositions sur la séparation physique.

Réponse:

Dans le présent dossier, le Distributeur s'est principalement attardé à analyser et commenter le projet de code de conduite proposé par la Régie le 14 juin dernier. Or, ce projet ne contenait aucune disposition sur la séparation physique.

Par ailleurs, le Distributeur ne croit pas qu'il soit nécessaire d'ajouter des dispositions relatives à la séparation physique des employés, puisque de telles dispositions existent déjà dans le *Code de conduite du Transporteur* (art. 4.2) et dans le *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* (art. 2 iii)). Ainsi, lorsque la séparation fonctionnelle l'exige, il existe des dispositions réglementaires prévoyant la séparation physique des employés du Distributeur.

2. Référence : Pièce HQD-1, document 2.2, Annexe A, pages 4, 5 et 9, articles 4.4 et 8.2.

Préambule :

« *Le titre est le suivant : Conduite des employés et mandataires d'Hydro-Québec. De plus, aux articles 4.4 et 8.2, le Distributeur fait mention de personne ou entreprise engagée à contrat* »

Demande :

2.1 Le mot mandataire n'étant pas défini, la Régie doit-elle en conclure que « personne ou entreprise engagée à contrat » signifie qu'il s'agit du mandataire ?

Réponse:

Oui, d'autant plus que l'expression « mandat » est déjà utilisée à l'article 4.4.

3. Référence : Pièce HQD-1, document 2.2, Annexe A, page 8, article 5.3.

Préambule :

« Le Distributeur doit soumettre à la Régie, pour autorisation préalable, toute exception aux exigences des articles 5.1 et 5.2 et préciser en quoi elle est nécessaire et justifiée. » Ceci a été remplacé par : Le Distributeur doit justifier toute exception aux exigences des articles 5.1 et 5.2 et préciser en quoi elle est nécessaire et appropriée.

Demande :

3.1 Veuillez expliquer les motifs au soutien des modifications proposées à cet article.

Réponse:

L'exigence d'une autorisation préalable apparaît exorbitante dans le contexte où les articles 5.1 et 5.2 s'appliquent à toutes les transactions (actifs et services) entre le Distributeur et une entité affiliée. Selon la rédaction initiale, le Distributeur ne pourrait se procurer un service auprès d'un affilié à un prix de marché moins élevé que le coût complet, sans obtenir une autorisation préalable de la Régie. Une telle procédure alourdirait inutilement le processus réglementaire.

Par ailleurs, la LRÉ n'exige d'autorisation préalable qu'aux fins des articles 73 (acquisition et disposition d'actif) et 80 (vente d'une entreprise détenant un droit de distribution). L'exigence d'une autorisation préalable pour toute dérogation à la méthodologie du prix de cession est donc *ultra vires* des pouvoirs de la Régie.

4. Référence : Pièce HQD-1, document 2.2, Annexe A, page 9, article 8.2.

Préambule :

« Le contrôleur du Distributeur, en collaboration avec le directeur Approvisionnement en électricité, est responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information... »

Demande :

- 4.1 Veuillez décrire, dans ce contexte, les responsabilités assumées par chacune des personnes mentionnées.

Réponse:

Le directeur Approvisionnement en électricité est déjà, au sein d'Hydro-Québec Distribution, responsable d'assurer le suivi des processus d'information et de formation relatifs à l'application du *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres*. Le *Code de conduite du Distributeur* n'ajoute rien de nouveau en ce qui concerne les processus d'information et de formation auprès des employés oeuvrant en matière d'approvisionnement. Le directeur Approvisionnement en électricité continuera donc à assumer ces tâches pour l'application des deux codes.

Les autres responsabilités découlant du projet de code sous étude relèvent du contrôleur de la division.

5. **Référence :** Pièce HQD-1, document 2.2, Annexe A, page 10, article 8.3.

Préambule :

La mention : « *accompagné d'une attestation de conformité de son contrôleur* » a été enlevée.

Demande :

- 5.1 Qui assumera la responsabilité de s'assurer du respect de l'application des dispositions du code de conduite et finalement de produire une attestation à cet effet ?

Réponse:

C'est le contrôleur d'Hydro-Québec Distribution qui devra s'assurer du respect de l'application des dispositions du *Code de conduite*. Il a été décidé de biffer le passage concernant l'attestation de conformité puisque le contrôleur ne peut attester lui-même la conformité du rapport sur l'application du *Code de conduite* qu'il aura rédigé.

Approvisionnements prévus pour l'année 2006

6. Référence : Pièce HQD-2, document 2, page 7.

Préambule :

« Comme pour la précédente cause tarifaire, les besoins d'approvisionnement 2006 sont évalués en fonction d'un scénario qui suppose une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale et aucun recours à l'entente-cadre. Comme pour les autres moyens d'approvisionnement, tout écart par rapport au réel dû à des achats non effectués de l'électricité patrimoniale sera crédité dans un compte de frais reportés prévu à cet effet. »

Demandes :

6.1 Veuillez fournir la quantité prévue d'électricité patrimoniale non utilisée pour 2006.

Réponse:

Le Distributeur vise en tout premier lieu à faire l'utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale. Dans le présent dossier, la planification du Distributeur est basée sur le scénario moyen de la demande dans un mode déterministe. Ainsi, les aléas de la demande, notamment l'aléa climatique, ne sont pas pris en compte dans la détermination des approvisionnements. La stratégie et les produits proposés répondent donc parfaitement aux besoins du scénario moyen en faisant une utilisation complète du volume d'électricité patrimoniale.

Toutefois, dans la gestion quotidienne de ses approvisionnements, le Distributeur prend en compte les différents facteurs qui influencent la demande d'électricité et adapte en conséquence sa stratégie d'approvisionnement de façon à limiter les quantités d'électricité patrimoniale non utilisées. Cette gestion prend aussi en considération la demande observée et les achats effectués depuis le début de l'année. Malgré cette difficulté d'arriver à une association parfaite en fin d'année, la stratégie d'approvisionnement du Distributeur devrait lui donner la flexibilité nécessaire afin de limiter l'électricité patrimoniale inutilisée.

Par conséquent, le Distributeur suppose qu'il utilisera complètement le volume d'électricité patrimoniale en 2006.

- 6.2** Veuillez justifier le choix de ne pas prendre en compte le coût associé à cette quantité dans le revenu requis du Distributeur dans la présente cause.

Réponse:

Voir la réponse à la question précédente.

Gestion des approvisionnements

- 7. Référence :** Pièce HQD-2, document 2, page 15.

Préambule :

Un des indicateurs proposés afin de suivre les activités d'approvisionnements est identifié comme étant « les prix de marché ». Cette appellation peut référer à différents produits provenant de plusieurs marchés distincts.

Demandes :

- 7.1** Veuillez préciser les produits qui seront généralement considérés et les marchés pris en compte.

Réponse:

Les marchés sont ceux de l'état de NY (NYISO), de la Nouvelle Angleterre (ISONE) et de l'Ontario (IESO). Les produits énergétiques standards transigés sur les marchés de court terme ont été décrits à l'annexe 2B, du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur (R-3550-2004, HQD-3, Document 2, page 15 de 17)

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-3Doc2_3550_01nov04.pdf

- 7.2** Veuillez spécifier si le Distributeur envisage présenter un indicateur agrégé des prix de produits provenant de différents marchés.

Réponse:

Non puisque les prix observés sur les différents marchés sont fort différents. Un indicateur agrégé devrait également prendre en compte les contraintes de disponibilité de ces marchés pour le Distributeur, qui peuvent varier significativement au cours d'une année.

Balisage

8. Référence : HQD-3, document 2, page 30.

Préambule :

« Dans sa décision D-2005-34 du 24 février 2005 portant sur la requête R-3541-2204 (sic) , la Régie accepte la proposition du Distributeur et de son fournisseur de centrer l'examen des coûts des télécommunications spécialisées et de radios mobiles sur le coût des services de radios mobiles, étant donné la prépondérance du coût de ce service par rapport aux autres coûts de télécommunications spécialisées. La Régie jugeait adéquate la grille d'analyse des coûts du service de radios mobiles déposée par le Distributeur, mais ne disposait pas alors d'étude de balisage lui permettant de l'utiliser. Elle indiquait pouvoir statuer sur celle-ci lorsque le Transporteur aura déposé son étude de balisage sur ces services.

Le 30 juin 2005, le Transporteur a déposé sous pli strictement confidentiel le rapport de balisage préparé par le Shpligler group et intitulé « Utility Telecommunications Benchmarking – A Comparative Study on Trends and Practices Among Transport Telecommunications Groups within Electric Utilities ». »

Demande :

8.1 Veuillez confirmer que le rapport élagué déposé au dossier public de la Régie par le Transporteur dans le cadre de son rapport annuel le 12 juillet 2005 correspond bien au rapport confidentiel mentionné dans la preuve du Distributeur

Réponse:

Le Distributeur le confirme.

Compte de pass-on pour l'achat de l'électricité postpatrimoniale

9. Référence : Pièce HQD-4, document 3, page 12.

Préambule :

« L'écart net total est de 11,1 M\$, excluant l'écart net pour les contrats spéciaux de 1,6 M\$ et sans considération de l'ajustement au titre d'électricité patrimoniale non utilisée »

Demande :

9.1 La Régie comprend de cette affirmation que c'est la somme de 11,1 M\$ qui apparaîtrait au compte de pass-on et que le montant 1,6 M\$ correspond à la variation de l'ajustement pour les contrats spéciaux qui est supportée par le producteur. Veuillez commenter.

Réponse:

La somme inscrite dans le compte de pass-on au titre du transfert des coûts d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale serait en fait de 12,8 M\$. Aux fins de la prise en compte dans les tarifs du Distributeur, cependant, seule la portion exempte des écarts relatifs aux contrats spéciaux serait considérée (11,1 M\$).

L'écart de 1,6 M\$ attribué à la catégorie Contrats spéciaux sera ajouté au coût de fourniture de cette catégorie, conformément à l'article 52.2 de la LRÉ, 3^e alinéa.

Le Distributeur réitère toutefois que ces chiffres, présentés à titre illustratif, représentent des soldes cumulatifs partiels, portant uniquement sur les six premiers mois de l'année 2005.

10. Référence : Pièce HQD-4, document 3, page 16.

Préambule :

Tableau C : Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de pass-on, cumulatif au 30 juin 2005.

Demande :

10.1 Veuillez fournir les données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte pass-on et ce, mensuellement.

Réponse:

Les données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de *pass-on* pour les mois de janvier à juin 2005 sont présentées respectivement aux tableaux R-10.1A à R-10.1F. En plus de reprendre les informations présentées dans le tableau C de la pièce HQD-4, Document 3, les tableaux suivants présentent les écarts de volume et de prix, de même que l'effet revenus par catégorie de consommateurs, permettant ainsi à la Régie de concilier ces données mensuelles avec les données du *pass-on* telles que présentées au tableau A de la pièce HQD-4, Document 3. Par exemple, pour le mois de janvier (tableau R-10.1A), l'écart de volume par catégorie de consommateurs de la colonne 14 est obtenu par la soustraction des GWh postpatrimoniaux réels (colonne 4) et des GWh postpatrimoniaux prévus (colonne 5), multiplié par le coût unitaire postpatrimonial prévu (colonne 11). L'écart de prix par catégorie de consommateurs de la colonne 15 est obtenu par la soustraction du coût unitaire postpatrimonial réel (colonne 9) et du coût unitaire postpatrimonial prévisionnel (colonne 11) multiplié par les GWh postpatrimoniaux prévisionnels (colonne 5). Pour ce qui est de l'effet revenus par catégorie de consommateurs, ce dernier est le résultat de la soustraction des GWh postpatrimoniaux réels (colonne 4) et des GWh postpatrimoniaux prévisionnels (colonne 5) multiplié par les revenus unitaires prévus (colonne 13). Les écarts nets pour chacune des catégories de consommateurs de janvier 2005 qui en résultent (colonne 17) correspondent à ceux présentés à la colonne 2 du tableau A de la pièce présentée en preuve.

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1A
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de pass-on
Janvier 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(2) GWh totaux		(4) GWh postpatrimoniaux		(6) GWh patrimoniaux	(7) Coût de fourniture patrimonial		(10) Coût de fourniture postpatrimonial				(13) Revenu unitaire prévu	(14) Écart de volume	(15) Écart de prix	(16) Effet revenus	(17) Écart net	
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Réal		Réal		Prévisionnel		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$						
1 Domestique																	
2 Tarifs D et DM	7 811	7 553	33	(2)	7 778	3,20	249,1	10,79	3,5	9,33	(0,2)	3,28	3,2	(0,0)	1,1	2,0	
3 Tarif DH	1	1	0	(0)	0	3,09	0,0	10,41	0,0	9,01	(0,0)	3,16	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
4 Tarif DT	288	310	1	(0)	287	2,67	7,7	9,00	0,1	7,79	(0,0)	2,73	0,1	(0,0)	0,0	0,1	
5 Total	8 099	7 863	34	(2)	8 066		256,8	-	3,62		(0,2)		3,3	(0,0)	1,2	2,1	
6 Petite et moyenne puissance																	
7 Tarifs G et à forfait	1 407	1 344	6	(0)	1 401	2,88	40,4	9,70	0,6	8,40	(0,0)	2,95	0,5	(0,0)	0,2	0,3	
8 Tarif G9	106	108	0	(0)	106	2,79	2,9	9,40	0,0	8,14	(0,0)	2,86	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
9 Tarif M	2 600	2 567	11	(1)	2 589	2,67	69,1	8,99	1,0	7,77	(0,0)	2,73	0,9	(0,0)	0,3	0,6	
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	51	50	0	(0)	51	2,61	1,3	8,80	0,0	7,61	(0,0)	2,67	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
12 Tarif BT	224	142															
13 Total	4 388	4 210	17	(1)	4 146		113,7	-	1,60		(0,1)		1,5	(0,0)	0,5	0,9	
14 Grande puissance																	
15 Tarif L	4 374	4 358	18	(1)	4 356	2,46	107,1	8,79	1,6	7,16	(0,1)	2,52	1,4	(0,0)	0,5	0,9	
16 Tarif H	1	1	0	(0)	1	2,64	0,0	9,44	0,0	7,70	(0,0)	2,70	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
17 Tarif LD	0	1	0	1	-	-	-	9,59	0,0	8,06	0,1	8,06	(0,1)	0,0	-	(0,1)	
18 Tarif LP	0	-	0	-	-	-	-	9,59	0,0	-	-	-	-	-	-	-	
19 Tarif LR marginal	4	-	4	-	-	-	-	9,59	0,4	-	-	-	-	-	-	-	
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 445	1 409	6	(0)	1 439	2,43	34,9	8,17	0,5	7,07	(0,0)	2,48	0,4	(0,0)	0,2	0,3	
21 Total - sans ajust.	5 825	5 770	29	0	5 796		142,0	-	2,54		0,0		1,8	0,0	0,6	1,2	
22 Total	18 312	17 844	80,0	(2)	18 008	-	512,5	9,59	7,7	8,41	(0,2)	0,04	6,5	(0,0)	2,3	4,2	
23 Total sans contrats spéciaux																3,9	

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1B
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de *pass-on*
Février 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(3) GWh totaux		(4) GWh postpatrimoniaux		(6) GWh patrimoniaux	(7) Coût de fourniture patrimonial		(9) Coût de fourniture postpatrimonial				(13) Revenu unitaire prévu	(14) Écart de volume	(15) Écart de prix	(16) Effet revenus	(17) Écart net
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Réel		Réel		Prévisionnel						
						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$					
1 Domestique																
2 Tarifs D et DM	6 293	6 389	44	2	6 249	3,20	200,2	10,95	4,8	9,33	0,2	3,28	3,9	0,0	1,4	2,6
3 Tarif DH	0	0	0	0	0	3,09	0,0	10,56	0,0	9,01	0,0	3,16	0,0	0,0	0,0	0,0
4 Tarif DT	237	275	2	0	236	2,67	6,3	9,13	0,1	7,79	0,0	2,73	0,1	0,0	0,0	0,1
5 Total	6 530	6 664	45	2	6 485		206,5	-	4,91		0,2		4,0	0,0	1,4	2,6
6 Petite et moyenne puissance																
7 Tarifs G et à forfait	1 133	1 186	8	0	1 125	2,88	32,4	9,85	0,8	8,40	0,0	2,95	0,6	0,0	0,2	0,4
8 Tarif G9	90	96	1	0	90	2,79	2,5	9,54	0,1	8,14	0,0	2,86	0,0	0,0	0,0	0,0
9 Tarif M	2 061	2 190	14	1	2 047	2,67	54,6	9,12	1,3	7,77	0,0	2,73	1,1	0,0	0,4	0,7
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	44	44	0	0	44	2,61	1,2	8,93	0,0	7,61	0,0	2,67	0,0	0,0	0,0	0,0
12 Tarif BT	151	126														
13 Total	3 480	3 642	23	1	3 306		90,7	-	2,16		0,1		1,8	0,0	0,6	1,2
14 Grande puissance																
15 Tarif L	3 919	4 104	27	1	3 892	2,46	95,7	8,40	2,3	7,16	0,1	2,52	1,9	0,0	0,7	1,2
16 Tarif H	1	1	0	0	1	2,64	0,0	9,03	0,0	7,70	0,0	2,70	0,0	0,0	0,0	0,0
17 Tarif LD	0	0	0	0	-	-	-	9,67	0,0	8,06	0,0	8,06	-	0,0	0,0	(0,0)
18 Tarif LP	0	-	0	-	-	-	-	9,67	0,0	-	-	-	-	-	-	-
19 Tarif LR marginal	4	-	4	-	-	-	-	9,67	0,4	-	-	-	-	-	-	-
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 411	1 298	10	0	1 401	2,43	34,0	8,29	0,8	7,07	0,0	2,48	0,7	0,0	0,2	0,4
21 Total - sans ajust.	5 334	5 403	41	2	5 293		129,7	-	3,50		0,1		2,5	0,0	0,9	1,7
22 Total	15 344	15 709	109,3	4	15 084	-	426,8	9,67	10,6	8,24	0,3	3,10	8,3	0,1	2,9	5,5
23 Total sans contrats spéciaux																5,0

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1C
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de pass-on
Mars 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(3) GWh totaux		(4) GWh postpatrimoniaux		(6) GWh patrimoniaux	(8) Coût de fourniture patrimonial		(10) Coût de fourniture postpatrimonial				(13) Revenu unitaire prévu	(14) Écart de volume M\$	(15) Écart de prix M\$	(16) Effet revenus M\$	(17) Écart net M\$	
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Réel		Réel		Prévisionnel							
						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$						
1 Domestique																	
2 Tarifs D et DM	5 693	5 728	57	17	5 636	3,20	180,5	8,76	5,0	9,33	1,6	3,28	3,7	(0,1)	1,3	2,3	
3 Tarif DH	0	0	0	0	0	3,09	0,0	8,45	0,0	9,01	0,0	3,16	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
4 Tarif DT	275	260	3	1	272	2,67	7,3	7,31	0,2	7,79	0,1	2,73	0,2	(0,0)	0,1	0,1	
5 Total	5 968	5 988	60	18	5 909		187,8	-	5,19		1,6		3,9	(0,1)	1,4	2,4	
6 Petite et moyenne puissance																	
7 Tarifs G et à forfait	1 197	1 164	12	3	1 185	2,88	34,1	7,88	0,9	8,40	0,3	2,95	0,7	(0,0)	0,3	0,4	
8 Tarif G9	103	105	1	0	102	2,79	2,8	7,64	0,1	8,14	0,0	2,86	0,1	(0,0)	0,0	0,0	
9 Tarif M	2 466	2 391	25	7	2 441	2,67	65,1	7,30	1,8	7,77	0,5	2,73	1,4	(0,0)	0,5	0,9	
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	49	47	0	0	48	2,61	1,3	7,15	0,0	7,61	0,0	2,67	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
12 Tarif BT	146	112	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13 Total	3 961	3 819	38	11	3 777		103,4	-	2,86		0,9		2,2	(0,1)	0,8	1,4	
14 Grande puissance																	
15 Tarif L	4 393	4 477	44	13	4 349	2,46	106,9	6,72	3,0	7,16	0,9	2,52	2,2	(0,1)	0,8	1,4	
16 Tarif H	0	1	0	0	0	2,64	0,0	7,23	0,0	7,70	0,0	2,70	0,0	(0,0)	0,0	0,0	
17 Tarif LD	0	0	0	0	-	-	-	7,64	0,0	8,06	0,0	8,06	0,0	(0,0)	0,0	(0,0)	
18 Tarif LP	0	-	0	-	-	-	-	7,64	0,0	-	-	-	-	-	-	-	
19 Tarif LR marginal	2	-	2	-	-	-	-	7,64	0,1	-	-	-	-	-	-	-	
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 650	1 466	16	4	1 633	2,43	39,6	6,64	1,1	7,07	0,3	2,48	0,9	(0,0)	0,3	0,5	
21 Total - sans ajust.	6 045	5 944	63	18	5 982		146,5	-	4,21		1,3		3,1	(0,1)	1,1	1,9	
22 Total	15 974	15 752	160,4	46	15 668	-	437,7	7,64	12,3	8,15	3,8	2,89	9,2	(0,2)	3,2	5,7	
23 Total sans contrats spéciaux																5,2	

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1D
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de pass-on
Avril 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		(11)		(12)		(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
	GWh totaux		GWh postpatrimoniaux		GWh patrimoniaux		Coût de fourniture patrimonial		Coût de fourniture postpatrimonial				Revenu unitaire prévu	Écart de volume	Écart de prix	Effet revenus	Écart net										
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel		Prévisionnel		¢/kWh	M\$						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$						
							¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$																	
1 Domestique																											
2 Tarifs D et DM	4 311	4 476	43	55	4 267	3,20	136,7	8,69	3,8	9,33	5,1	3,28	(1,1)	(0,4)	(0,4)	(1,1)											
3 Tarif DH	0	0	0	0	0	3,09	0,0	8,38	0,0	9,01	0,0	3,16	0,0	(0,0)	0,0	0,0											
4 Tarif DT	220	210	2	3	218	2,67	5,8	7,25	0,2	7,79	0,2	2,73	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
5 Total	4 531	4 686	46	58	4 485		142,5	-	3,94		5,3		(1,1)	(0,4)	(0,4)	(1,1)											
6 Petite et moyenne puissance																											
7 Tarifs G et à forfait	892	943	9	12	883	2,88	25,4	7,81	0,7	8,40	1,0	2,95	(0,2)	(0,1)	(0,1)	(0,2)											
8 Tarif G9	80	85	1	1	80	2,79	2,2	7,57	0,1	8,14	0,1	2,86	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
9 Tarif M	1 932	1 991	19	25	1 913	2,67	51,0	7,24	1,4	7,77	1,9	2,73	(0,4)	(0,1)	(0,1)	(0,4)											
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	46	46	0	1	45	2,61	1,2	7,09	0,0	7,61	0,0	2,67	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
12 Tarif BT	79	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
13 Total	3 029	3 140	30	38	2 921		79,9	-	2,21		3,0		(0,6)	(0,2)	(0,2)	(0,6)											
14 Grande puissance																											
15 Tarif L	4 072	4 293	41	53	4 031	2,46	99,1	6,67	2,7	7,16	3,8	2,52	(0,8)	(0,3)	(0,3)	(0,8)											
16 Tarif H	1	1	0	0	1	2,64	0,0	7,16	0,0	7,70	0,0	2,70	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
17 Tarif LD	1	1	1	1	-	-	-	7,49	0,0	8,06	0,1	8,06	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
18 Tarif LP	0	-	0	-	-	-	-	7,49	0,0	-	-	-	-	-	-	-											
19 Tarif LR marginal	4	-	4	-	-	-	-	7,49	0,3	-	-	-	-	-	-	-											
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 641	1 444	17	18	1 625	2,43	39,4	6,58	1,1	7,07	1,3	2,48	(0,1)	(0,1)	(0,0)	(0,1)											
21 Total - sans ajust.	5 718	5 738	62	71	5 656		138,5	-	4,14		5,1		(1,0)	(0,4)	(0,3)	(1,0)											
22 Total	13 278	13 564	137,2	167	13 062	-	360,9	7,49	10,3	8,07	13,5	2,86	(2,7)	(0,9)	(1,0)	(2,7)											
23 Total sans contrats spéciaux																										(2,5)	

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1E
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de *pass-on*
Mai 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		(11)		(12)		(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
	GWh totaux		GWh postpatrimoniaux		GWh patrimoniaux		Coût de fourniture patrimonial		Coût de fourniture postpatrimonial				Revenu unitaire prévu	Écart de volume	Écart de prix	Effet revenus	Écart net										
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Réel		Réel		Prévisionnel																	
						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$																
1 Domestique																											
2 Tarifs D et DM	3 423	3 455	83	92	3 340	3,20	107,0	8,30	6,9	9,33	8,6	3,28	(0,8)	(1,0)	(0,3)	(1,5)											
3 Tarif DH	0	0	0	0	0	3,09	0,0	8,01	0,0	9,01	0,0	3,16	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
4 Tarif DT	183	175	4	5	179	2,67	4,8	6,92	0,3	7,79	0,4	2,73	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)											
5 Total	3 607	3 631	88	97	3 519		111,8	-	7,20		8,9		(0,8)	(1,0)	(0,3)	(1,5)											
6 Petite et moyenne puissance																											
7 Tarifs G et à forfait	901	893	22	24	879	2,88	25,3	7,46	1,6	8,40	2,0	2,95	(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,3)											
8 Tarif G9	75	75	2	2	73	2,79	2,0	7,23	0,1	8,14	0,2	2,86	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
9 Tarif M	1 991	1 905	48	51	1 942	2,67	51,8	6,91	3,3	7,77	3,9	2,73	(0,2)	(0,4)	(0,1)	(0,6)											
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	50	48	1	1	49	2,61	1,3	6,77	0,1	7,61	0,1	2,67	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
12 Tarif BT	55	50				-						-	-	-	-	-											
13 Total	3 071	2 970	73	78	2 943		80,5	-	5,19		6,2		(0,4)	(0,7)	(0,1)	(0,9)											
14 Grande puissance																											
15 Tarif L	4 270	4 378	104	117	4 166	2,46	102,4	6,37	6,6	7,16	8,3	2,52	(0,9)	(0,9)	(0,3)	(1,5)											
16 Tarif H	1	1	0	0	1	2,64	0,0	6,84	0,0	7,70	0,0	2,70	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
17 Tarif LD	0	1	0	1	-	-		7,06	0,0	8,06	0,0	8,06	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)											
18 Tarif LP	0	-	0	-	-	-		7,06	0,0	-	-	-	-	-	-	-											
19 Tarif LR marginal	1	-	1	-	-	-		7,06	0,1	-	-	-	-	-	-	-											
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 742	1 523	42	41	1 700	2,43	41,2	6,28	2,7	7,07	2,9	2,48	0,1	(0,3)	0,0	(0,2)											
21 Total - sans ajust.	6 015	5 903	147	158	5 867		143,7	-	9,35		11,3		(0,8)	(1,3)	(0,3)	(1,8)											
22 Total	12 693	12 503	308,0	332	12 330	-	335,9	7,06	21,7	7,95	26,4	2,80	(2,0)	(2,9)	(0,7)	(4,2)											
23 Total sans contrats spéciaux																											(4,0)

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

Tableau R-10.1F
Données réelles et prévisionnelles nécessaires au calcul des écarts par catégorie de consommateurs versés au compte de *pass-on*
Juin 2005

(1) Catégorie de consommateurs	(2)		(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		(11)		(12)		(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
	GWh totaux		GWh postpatrimoniaux		GWh patrimoniaux		Coût de fourniture patrimonial		Coût de fourniture postpatrimonial				Revenu unitaire prévu	Écart de volume	Écart de prix	Effet revenus	Écart net										
	Réel	Prévisionnel	Réel	Prévisionnel	Réel	Réel		Prévisionnel																			
						¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$																
1 Domestique																											
2 Tarifs D et DM	2 788	2 790	111	86	2 677	3,20	85,7	8,84	9,9	9,33	8,0	3,28	2,4	(0,4)	0,8	1,1											
3 Tarif DH	0	0	0	0	0	3,09	0,0	8,53	0,0	9,01	0,0	3,16	0,0	(0,0)	0,0	0,0											
4 Tarif DT	165	165	7	5	158	2,67	4,2	7,38	0,5	7,79	0,4	2,73	0,1	(0,0)	0,0	0,1											
5 Total	2 953	2 955	118	91	2 835		90,0	-	10,34		8,4		2,5	(0,4)	0,9	1,2											
6 Petite et moyenne puissance																											
7 Tarifs G et à forfait	864	865	35	27	829	2,88	23,9	7,95	2,7	8,40	2,2	2,95	0,7	(0,1)	0,2	0,3											
8 Tarif G9	82	81	3	2	79	2,79	2,2	7,71	0,3	8,14	0,2	2,86	0,1	(0,0)	0,0	0,0											
9 Tarif M	2 009	1 995	80	61	1 928	2,67	51,4	7,36	5,9	7,77	4,8	2,73	1,5	(0,3)	0,5	0,7											
10 Tarif MR marginal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
11 Tarifs d'éclairage public et Sent.	44	44	2	1	42	2,61	1,1	7,21	0,1	7,61	0,1	2,67	0,0	(0,0)	0,0	0,0											
12 Tarif BT	36	37				-						-	-	-	-	-											
13 Total	3 035	3 023	120	92	2 879		78,6	-	9,04		7,3		2,3	(0,4)	0,8	1,1											
14 Grande puissance																											
15 Tarif L	4 176	4 196	167	129	4 009	2,46	98,5	6,79	11,3	7,16	9,2	2,52	2,7	(0,5)	1,0	1,3											
16 Tarif H	1	1	0	0	1	2,64	0,0	7,29	0,0	7,70	0,0	2,70	0,0	(0,0)	0,0	0,0											
17 Tarif LD	0	0	0	0	-	-		7,46	0,0	8,06	0,0	8,06	-	(0,0)	-	(0,0)											
18 Tarif LP	-	-	-	-	-	-		7,46	-	-	-	-	-	-	-	-											
19 Tarif LR marginal	-	-	-	-	-	-		7,46	-	-	-	-	-	-	-	-											
20 Contrats spéciaux - sans ajust.	1 654	1 500	66	46	1 588	2,43	38,5	6,70	4,4	7,07	3,3	2,48	1,4	(0,2)	0,5	0,7											
21 Total - sans ajust.	5 830	5 696	233	175	5 597		137,1	-	15,76		12,5		4,2	(0,7)	1,5	2,0											
22 Total	11 819	11 675	471,1	357	11 311	-	305,7	7,46	35,1	7,89	28,2	2,77	8,9	(1,5)	3,1	4,3											
23 Total sans contrats spéciaux																3,6											

Mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques

11. Référence : Pièce HQD-4, document 4, pages 12 et 25.

Préambule :

En ce qui a trait à l'imputation des écarts au compte de nivellement des revenus, le Distributeur mentionne :

« En conséquence, le solde du compte lors du deuxième exercice subséquent viendra par catégorie de consommateurs s'ajouter à la répartition de la base de tarification par catégorie de consommateurs. »

Par ailleurs à la page 12, le Tableau 1 indique les poids utilisés dans la répartition de l'impact des conditions climatiques par catégorie de consommateurs.

Demande :

11.1 Veuillez fournir les hypothèses et les calculs qui établissent les poids utilisés dans la répartition de l'impact des conditions climatiques par catégorie de consommateurs.

Réponse:

Le volume d'impact climatique est réparti entre les différentes catégories de consommateurs en fonction de leurs besoins respectifs en chauffage et climatisation. Le secteur Domestique se voit attribuer 75 % du volume de chauffage et 20 % du volume de la climatisation. Le secteur Général et Institutionnel est responsable de 75 % de l'impact climatique des besoins de climatisation et 20 % du chauffage. Le secteur Autres (réseaux de distribution municipaux) absorbent pour sa part 5 % du chauffage et 5 % de la climatisation.

Pour le secteur Domestique, l'impact climatique sur le chauffage se répartit entre 2 tarifs, soit les tarifs D et DT. Dans un premier temps, l'estimation de l'impact des conditions climatiques sur les ventes de chauffage à la clientèle au tarif DT est effectuée selon un modèle d'estimation horaire de la demande d'électricité des systèmes de chauffage bi-énergie de cette clientèle. Après avoir évalué l'impact climatique sur le chauffage au tarif DT, le tarif D

se voit attribuer le reste de l'impact climatique sur le chauffage de 75 % au secteur Domestique.

Pour le secteur Général et institutionnel, les pourcentages de répartition sont de 40 % pour le tarif G, de 50 % pour le tarif M et de 10 % pour le tarif L.

12. Référence : Pièce HQD-4, document 4, pages 15 et 24.

Préambule :

À la page 24, le Distributeur mentionne :

« Compte tenu que le mécanisme de nivellement pour aléas climatiques proposé capte tous les paramètres climatiques associés au chauffage et à la climatisation, le Distributeur évalue que le solde du compte de nivellement devrait s'annuler au fil des années. »

Le mécanisme proposé par le Distributeur repose sur une moyenne de 30 ans mobile. Si on se réfère à la page 15, le tableau 2 indique l'impact des conditions climatiques sur les ventes d'électricité sur une période de 16 ans. On constate qu'il y a des impacts négatifs qui se suivent sur plusieurs années (par exemple 1998 à 2003).

Demande :

12.1 Dans le cas où les impacts positifs ou négatifs sur les ventes d'électricité se suivent sur plusieurs années, est-ce qu'un mécanisme d'amortissement du compte de nivellement serait approprié ? Veuillez expliquer.

Réponse:

Si les impacts négatifs ou positifs de la température sur le volume des ventes se suivaient sur un certain nombre d'années, tel que mentionné en préambule, ceci aurait pour effet d'empêcher le compte de nivellement de s'annuler sur de courtes périodes. Il faut noter cependant que sur la période de 30 ans, à la base de la méthode d'estimation des impacts des conditions climatiques, les écarts positifs ou négatifs devraient logiquement s'annuler.

De plus, contrairement aux entreprises gazières qui n'utilisent qu'un seul paramètre, soit la température, la méthode utilisée par le Distributeur comporte plus d'une variable, soit la température, les précipitations, la nébulosité et la vitesse du vent. Ce faisant, les impacts des aléas climatiques sur les besoins réels de chauffage et de climatisation sont évalués sur des bases plus complètes, portant moins aux biais d'estimation.

Par ailleurs, si les impacts négatifs ou positifs se suivaient et entraînaient des impacts financiers importants, il sera toujours temps pour le Distributeur de réviser le mode de comptabilisation proposé. Ainsi, après examen de l'évolution du solde du compte de nivellement sur plusieurs années, le Distributeur pourrait envisager de proposer un mécanisme d'amortissement du compte de nivellement sur plusieurs années. Il demeure que toute proposition de mécanisme d'amortissement est intrinsèquement liée à l'évolution du compte d'étalement tarifaire proposé à la pièce HQD-4, document 5.

D'ailleurs, SCGM a demandé en 1996 à la Régie de considérer un étalement du solde du compte de nivellement pour la température sur une période de 5 ans à compter du deuxième exercice conséquent, soit 15 ans après la création de ce compte.

Mécanisme d'étalement des tarifs

13. Référence : Pièce HQD-4, document 5, page 9.

Préambule :

« Bien que non exhaustive, une étude effectuée par le Distributeur lui a permis de répertorier plusieurs mécanismes d'étalement ou de stabilisation tarifaire (rate stabilization plan). Au Canada, plusieurs entreprises de services publics ont bénéficié ou bénéficient encore de tels mécanismes par lesquels ils reportent ou étalent sur plusieurs années la récupération de leurs revenus additionnels requis afin de limiter l'impact des hausses de tarifs sur leurs clients. Parmi ces entreprises figurent BC Hydro de 1992 à 2000, Newfoundland Power, Newfoundland & Labrador Hydro. Cette pratique est également courante aux États-Unis. Que l'on parle de « phase in » ou de « Rate stabilization Plan » plusieurs états disposent de tels mécanismes comme entre autres, en Indiana, en Iowa, au Massachusetts, au Missouri, à New York, en Ohio et au Wyoming. »

Demandes :

13.1 Pour chacun des services publics dont les organismes de réglementation ont permis d'étaler une hausse tarifaire, veuillez présenter un résumé en spécifiant le montant, le % de la hausse tarifaire, la durée de l'étalement et la justification, et fournir la décision de l'organisme de réglementation.

Réponse:

À l'exclusion du «rate stabilization plan» de New Foundland Power¹, la description des comptes d'étalement tarifaire observés dans les différents services publics figure dans les tableaux suivants.

¹ L'examen plus approfondi de ce cas révèle que le compte de stabilisation tarifaire de New Foundland Power est directement dérivé du compte de stabilisation de New Foundland & Labrador Hydro, Le Distributeur souhaiterait donc enlever cet exemple de la liste des comptes de stabilisation tarifaire.

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION *
<p>BC Hydro</p>	<p>Jusqu'en mars 2000, British Columbia Utilities Commission, l'organisme de réglementation en Colombie Britannique devait selon la «Special Direction no. 8 » émise en 1992 par le gouvernement de la Colombie Britannique s'assurer que les tarifs approuvés seront uniformes, stables et prévisibles. Selon cet encadrement, des tarifs stables, uniformes et prévisibles impliquent l'application de la règle suivante : l'accroissement des tarifs ne doit pas excéder 1 point de pourcentage au-dessus de l'inflation pour le reste de l'année 1992-1993 et ne devra pas excéder 2 points de pourcentage au-dessus du taux d'inflation projeté sur une base annuelle pour les années suivantes.</p> <p>Selon le compte de stabilisation tarifaire retenu, les revenus perçus au-delà de la règle précédente sont accumulés dans le compte. À l'inverse, BC Hydro vient puiser dans le compte lorsque il perçoit moins que ses revenus requis additionnels en appliquant la règle.</p> <p>À l'origine, le solde du compte était positif.</p>	<p>Special Direction no. 8 to the British Utilities Commission 1992-2000</p>

* Décisions figurant à l'annexe 1

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION *
New Foundland and Labrador Hydro	En 1985, de façon à éviter les chocs pour les clients et à réduire la volatilité des revenus du distributeur, NFLH était autorisé par l'organisme de réglementation à implanter un plan de stabilisation des tarifs. Les principales composantes couvertes dans le plan sont les variations dans le coût du mazout, les variations dans la production hydroélectrique, les variations de la charge, le coût du financement du solde du plan de stabilisation calculé sur une base mensuelle. Le solde accumulé dans le compte préalablement au mois de décembre 2003 est récupéré linéairement sur une période de 4 ans débutant le 1 ^{er} janvier 2004. Le solde à s'accumuler subséquemment à cette date sera récupéré 100 % l'année suivante à l'exception du solde portant sur les variations de la production électrique qui sera récupéré à un taux de 25 % par année. Le solde du compte porte intérêts au taux de rendement sur la base de tarification.	Board of commissioners of Public Utilities P.U. 7 (2002-2003) P.U. 14 (2004) et P.U. 40 (2003) 1985 - 2005
Northern Indiana Public Service Company (1)	Suite à l'examen des coûts et des bénéfices associés à la mise en service d'une nouvelle centrale hydroélectrique, la Commission a jugé que cette installation n'était pas complètement nécessaire pour le moment pour rendre le service à la clientèle. En conséquence, la Commission, pour des raisons de prudence et d'utilité de la capacité générée par cette nouvelle installation, a décidé que ses coûts seront répartis en quatre parts égales sur une période de quatre ans, période jugée suffisante pour que cette installation soit pleinement requise pour rendre le service. Sans la période d'étalement, la hausse tarifaire requise se serait élevée à 23,2 % Avec l'étalement, la hausse est de : 3,75 % les trois premières années et de 3,27 % la dernière.	Indiana Utility Regulatory Commission Cause n0. 38045 85 PUR4th 605 1987

* Décisions figurant à l'annexe 1

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION*
Union Electric Company (2)	<p>Dans ce dossier, Iowa Commerce Commission octroie la possibilité à Union Electric Company de procéder à l'intégration progressive dans les tarifs des coûts d'une nouvelle centrale.</p> <p>Union Electric proposait une hausse étalée sur 5 ans, soit 47,6 % (équivalent à 19,3 M\$ US) la 1^{ère} année et 8 % les 4 années suivantes.</p> <p>La Commission évalue que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'étalement de l'investissement est un principe non discriminatoire; • sans étalement, la hausse risquerait de causer des effets économiques néfastes sur les clients en plus de ne pas véhiculer le bon signal de prix; • l'étalement est juste et raisonnable dans ce cas. <p>Cette évaluation amène la Commission à conclure que l'étalement devrait se faire sur une période de 9 ans lui permettant de récupérer 13,2 M\$US du revenu requis additionnel la première année. Le revenu requis additionnel non récupéré plus les charges financières seront récupérés uniformément sur les 8 années suivantes.</p>	Iowa State Commerce Commission 72 PUR4th 444 1984

* Décisions figurant à l'annexe 1

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION*
Western Massachusetts Electric company (3)	<p>Dans ce dossier, la Commission a autorisé la Western Massachusetts Electric company à intégrer à son revenu requis additionnel les coûts d'une nouvelle centrale sur une période de 5 ans, à raison de 20 % des coûts par année et non 3 ans tel que soumis par la Western Massachusetts Company. Elle l'autorise également à appliquer un rendement sur le solde non amorti reporté.</p> <p>La Commission justifiait l'étalement sur 5 ans sur les constats suivants:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la nouvelle centrale est nécessaire pour répondre aux besoins de la clientèle; • la nécessité de réduire le plus possible le choc tarifaire pour les clients. 	<p>Massachusetts Department of Public Utilities D.P.U. 85-270 80 PUR4th 479 1986</p>
Union Electric Company's Calaway nuclear plant (4)	<p>Dans ce dossier, la commission a autorisé un compte d'étalement tarifaire sur une période de 8 ans comprenant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Six ans de hausse de tarifs; • Deux ans de récupération du rendement sur l'avoir propre. <p>Hausse des tarifs résultant de la décision : 14 % la 1^{ère} année, 10 % la 2^{ème} et de 7,29 % pour les 3^{ème}, 4^{ème}, 5^{ème} et 6^{ème} années.</p> <p>Les motifs retenus par la Commission étaient :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La hausse tarifaire sans étalement était particulièrement élevée. • Éviter les chocs tarifaires associés à l'inclusion des coûts d'une nouvelle centrale nucléaire • Maintenir la stabilité des tarifs 	<p>Missouri Public Service Commission Case no. GO-66 PUR 4th 1985</p>

* Décisions figurant à l'annexe 1

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION*
Niagara Mohawk Power Corporation (5)	<p>Cette décision traite des principes que devrait retenir la Commission en vue d'intégrer une nouvelle centrale nucléaire dans les tarifs de Niagara Mohawk Power Corporation.</p> <p>Les principes à retenir sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'étalement des coûts de la nouvelle centrale ne débute qu'à compter de la phase de commercialisation; • l'étalement se fera sur une période de 7 ans et non de 3 ans tel que soumis par Niagra Mohawk Power; • la période pourra cependant être sujette à révision dans les cas où de nouvelles circonstances se présenteront. <p>Les motifs de la Commission pour retenir ces principes étaient :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'étalement ne peut commencer tant que la centrale n'est pas en opération ni utile à répondre aux besoins; • un étalement plus long permet de lisser davantage les impacts tarifaires pour les clients; • des nouvelles circonstances, à réévaluer annuellement, pourraient amener la Commission à modifier la période de récupération. 	<p>New York Public Service Commission 74 PUR4th 97 mars 1986</p>

* Décisions figurant à l'annexe 1

ENTREPRISE DE SERVICE PUBLIC	DESCRIPTION	DÉCISION*
<p>Utah Power & Light Company (6)</p>	<p>Dans cette cause, Utah Power (UPLC) demandait une hausse des tarifs de l'ordre de 50,45 % causée par l'inclusion dans la base de tarification de nouvelles installations de production.</p> <p>Jugeant qu'une partie des nouveaux investissements n'était pas utile et nécessaire pour rendre le service, la Commission décidait de ne reconnaître aux fins de l'intégration dans les tarifs qu'un tiers des coûts de ces installations.</p> <p>La Commission autorisait UPLC à majorer le solde non amorti des investissements reconnus mais non encore reflétés dans les tarifs, des charges financières applicables.</p> <p>La Commission déterminera lors des causes tarifaires subséquentes le traitement à accorder aux investissements qui ont été exclus.</p>	<p>Wyoming Public Service Commission Docket n0. 9941 66 PUR4th32 1985</p>
<p>Citizens Utilities Company of Ohio for water and wastewater services (7)</p>	<p>Dans ce dossier, Citizens Utilities Company of Ohio (CUCO) soumettait à l'examen de la Commission une proposition d'étalement d'investissements en service de traitement et d'assainissement des eaux. Sans étalement, la hausse nécessaire pour récupérer les revenus requis additionnels (1 004 484 \$US) serait de 19,36 %. CUCO propose donc la récupération du revenu requis sur une période de 4 ans impliquant trois années de hausses suivies d'une baisse des tarifs : hausses de 9,68 % la 1^{ère} année, de 9,83 % la 2^{ème} année, de 8,03 % la 3^{ème} année et d'une baisse de 8,29 % en 4^{ème} année. Des frais financiers s'appliquent aux soldes reportés non amortis.</p> <p>Le Comité en charge de l'investigation juge alors que la proposition d'étalement de récupération permet de minimiser le choc tarifaire tout en assurant CUCO d'être pleinement compensée pour le revenu requis additionnel.</p>	<p>Ohio Public Utilities Commission Case No. 98-178-WS-AIR 1998</p>

- 13.2** Dans le contexte où le Distributeur d'électricité est en concurrence avec les distributeurs de gaz naturel dans certains marchés, l'étalement du revenu requis du Distributeur ne serait-il pas de nature à lui conférer un avantage concurrentiel par rapport aux distributeurs de gaz naturel ?

Réponse:

Hydro-Québec Distribution tient d'abord à souligner que le principe d'étalement tarifaire n'est pas synonyme de subvention. Selon la proposition du Distributeur, tous les coûts, incluant rendement, seront facturés à la clientèle et sur l'ensemble de la période, aucun avantage n'est consenti. Par ailleurs, l'écart entre la hausse proposée pour 2006-2007 et la hausse requise n'est que de 2,3 %. Cet écart apparaît très faible lorsque comparé avec la montée récente des prix des combustibles et avec l'écart déjà intégré aux tarifs d'électricité dû au maintien de l'interfinancement qui a également un impact sur la position concurrentielle.

- 14. Référence :** Pièce HQD-4, document 5, page 11.

Préambule :

« Actuellement, le Distributeur estime à huit ans la période de récupération du compte... »

Demandes :

- 14.1** Veuillez présenter le détail de l'estimation ayant permis d'évaluer à huit ans la période de récupération du compte.

Réponse:

Voir la réponse en 14.2.

- 14.2** Veuillez décrire les hypothèses retenues notamment quant à la prévision de la demande, l'évolution du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et la croissance des coûts de transport et de distribution.

Réponse:

Lors du dépôt de sa preuve, le Distributeur estimait être en mesure de récupérer le solde de ce compte sur une période de 8 ans.

Avant de répondre spécifiquement à la demande, le Distributeur souhaite apporter les précisions suivantes :

- Le scénario retenu pour évaluer la période de récupération du solde du compte a été préparé en fonction d'une prévision à long terme de la demande établie au mois de juin 2005, selon un scénario moyen. Cette prévision a été élaborée de façon préliminaire aux seules fins du dossier tarifaire.
- Au mois d'août 2005, une mise à jour de la prévision à long terme a été préparée, incluant les scénarios d'encadrement correspondants. Cette nouvelle version, publiée par Hydro-Québec Distribution sur son site Internet le 11 octobre dernier, alimente l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014. Notons par ailleurs que la révision des objectifs du Plan global en efficacité énergétique (de 3 TWh à 4,1 TWh en 2010) y est intégrée.

Depuis le dépôt de sa preuve, le Distributeur a fait une réévaluation de la période de récupération du compte d'étalement, en intégrant la plus récente prévision de la demande d'électricité, soit celle du mois d'août 2005. La période estimée de récupération demeure à 8 ans.

Ainsi, considérant que la réalisation des analyses de sensibilité demandées par la Régie aux questions 14.3 et 14.4 est possible à partir des scénarios d'encadrement de la prévision de la demande du mois d'août 2005, et que l'utilisation de cette version assure une cohérence avec les autres dossiers présentés à la Régie, le Distributeur a élaboré la réponse à la question 14 en se basant sur la prévision de la demande révisée d'août 2005.

Le tableau R-14.1 présente les hypothèses sous-jacentes aux principaux paramètres permettant d'évaluer la période de récupération du compte d'étalement.

TABLEAU R-14.1

	HYPOTHÈSES								
	Exercices terminés le 31 décembre								
	Année témoin	Projeté							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
VENTES D'ÉLECTRICITÉ									
Scénario moyen de la prévision de la demande, version du mois de :	Jun 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005	Août 2005
Volume (TWh)	174,2	174,8	176,9	178,2	179,4	180,2	181,8	182,4	183,6
Hausses tarifaires au 1 ^{er} avril	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	0,4%
TAUX D'INFLATION	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
APPROVISIONNEMENTS - POST PATRIMONIAUX									
Coût moyen (¢/kWh)	8,81	7,78	7,65	7,89	7,92	8,19	8,27	8,50	8,61
SERVICE DE TRANSPORT									
Coût total (M\$)	2 313	2 990	2 654	2 688	2 732	2 714	2 686	2 677	2 704
- coût annuel	2 313	2 623	2 654	2 688	2 732	2 714	2 686	2 677	2 704
- frais reporté 2005		170							
- frais reporté 2006		170							
- frais d'intérêt		27							
CHARGES D'EXPLOITATION (M\$)	1 134	1 138	1 149	1 177	1 197	1 219	1 242	1 265	1 288
AUTRES CHARGES (M\$)	719	769	839	881	926	938	949	961	975
Amortissements (M\$)	561	611	689	735	779	790	800	810	823
- frais reporté du tarif BT	27	35	35	35	35	9	0	0	0
- PGEÉ	31	65	99	130	160	182	187	191	196
- autres	504	511	555	570	584	598	613	619	627
Autres (achats de combustible et taxes) (M\$)	158	158	150	145	147	148	150	151	152
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION (M\$)	692	782	814	829	842	853	861	864	864
Capitaux empruntés (M\$)	437	498	519	528	537	544	549	551	551
Capitaux propres (M \$)	255	283	295	301	305	309	312	313	313
Taux de rendement sur la base de tarification	7,86%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%	8,40%
- capitaux empruntés	7,64%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%	8,24%
- capitaux propres	8,28%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%	8,71%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8 793	9 303	9 682	9 864	10 023	10 148	10 241	10 285	10 286

Le tableau R-14.2 présente l'évolution du compte d'étalement ainsi que le nombre d'années nécessaires pour en disposer dans l'hypothèse où les hausses tarifaires sont limitées à 3 % par année.

Le Distributeur tient à souligner qu'une certaine prudence doit être exercée dans l'interprétation de ces résultats. En effet, malgré la cohérence de l'ensemble des hypothèses et paramètres utilisés dans l'exercice de prévision à long terme, la modification d'une ou de plusieurs variables pourrait avoir un impact important sur les résultats.

TABLEAU R-14.2

Évaluation du déficit et de la hausse au 1 ^{er} avril de l'année en cours (M\$)									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	9 475	9 797	10 198	10 600	10 978	11 345	11 795	12 195	12 632
Revenus autres que ventes d'électricité	144	155	158	157	158	159	160	160	162
Ajustement - Provision réglementaire - année précédente	-31	-79	-82	-86	-89	-92	-95	-99	-102
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	9 588	9 872	10 274	10 671	11 047	11 412	11 859	12 256	12 691
Revenus requis									
Achats	7 508	8 276	8 014	8 228	8 381	8 468	8 604	8 711	8 864
Achats d'électricité	5 195	5 286	5 360	5 540	5 649	5 754	5 918	6 034	6 160
Service de transport	2 313	2 990	2 654	2 688	2 732	2 714	2 686	2 677	2 704
Coûts de distribution & services à la clientèle	2 544	2 689	2 802	2 887	2 965	3 010	3 052	3 090	3 128
Charges d'exploitation	1 134	1 138	1 149	1 177	1 197	1 219	1 242	1 265	1 288
Autres charges	719	769	839	881	926	938	949	961	975
Rendement sur la base de tarification	692	782	814	829	842	853	861	864	864
Revenus requis	10 051	10 964	10 816	11 115	11 346	11 478	11 655	11 801	11 992
Revenus additionnels requis au 1 ^{er} avril	463	1 092	542	443	299	66	-204	-455	-699
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	8 669	8 958	9 346	9 663	10 015	10 371	10 804	11 172	11 602
Hausse requise, compte tenu de la hausse demandée l'année précédente	5,35%	12,19%	5,80%	4,59%	2,99%	0,64%	-1,89%	-4,07%	-6,02%
Hausse demandée - 1 ^{er} avril	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	0,4%
Revenus générés par la hausse demandée	181	187	195	201	209	216	225	233	32
Provision réglementaire pour l'année en cours, récupérée l'année subséquente	79	82	86	89	92	95	99	102	14
Hausse reportée	2,35%	9,19%	2,80%	1,59%	-0,01%	-2,36%	-4,89%	-7,07%	-6,42%
Revenus reportés versés annuellement dans compte d'étalement tarifaire	203	823	261	154	-1	-245	-528	-790	-745
Compte d'étalement tarifaire au 31 décembre :									
Solde - début	0	211	1 088	1 456	1 743	1 895	1 805	1 413	713
Revenus reportés versés - année en cours	203	823	261	154	-1	-245	-528	-790	-745
Intérêt	8	53	106	134	153	156	136	91	31
Solde - fin	211	1 088	1 456	1 743	1 895	1 805	1 413	713	0

14.3 Veuillez évaluer la sensibilité de la période de récupération du compte à des variations du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux (par exemple 10 ou 20%). Veuillez commenter les résultats.

Réponse:

Voir la réponse en 14.4.

14.4 Veuillez évaluer la sensibilité de la période de récupération du compte à la réalisation d'un scénario de la croissance supérieur au scénario retenu (par exemple, la réalisation d'un scénario mi-fort)

Réponse:

Les analyses de sensibilité portant sur la période de récupération du compte ont été réalisées en fonction des éléments suivants :

- **Le modèle de planification utilisé est basé sur un horizon de 10 ans.**
- **Le scénario de référence est basé sur le scénario moyen de la demande selon la prévision du mois d'août 2005, pour lequel la période de récupération du compte s'élève à 8 ans (voir les réponses aux questions 14.1 et 14.2).**
- **Deux variables ont fait l'objet d'analyses de sensibilité, soit le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et le scénario de prévision de la demande. L'impact de la variation de ces paramètres sur la période de récupération a été évalué en modifiant un paramètre à la fois.**
- **Les variations ont été appliquées sur les années 2007 à 2015, l'année 2006 demeurant telle que déposée en preuve.**
- **Chaque variable a fait l'objet d'une analyse de sensibilité indépendante.**
- **Le volume de ventes du scénario mi-fort se situe à mi-chemin entre le scénario moyen et le scénario fort. De même, le**

volume de ventes du scénario mi-faible se situe à mi-chemin entre le scénario faible et le scénario moyen.

Le tableau R-14.3 présente les résultats des analyses de sensibilité demandées :

TABLEAU R-14.3

	Période de récupération du compte	Solde du compte au 31 décembre 2015 (milliards \$)
SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE		
tel que présenté en réponse aux questions 14.1 et 14.2 (hausse tarifaire annuelle de 3%)	8 ans (2014)	0
COÛT MOYEN DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX		
- variation du coût moyen		
- 10%	7 ans (2013)	0
+ 10%	9 ans (2015)	0
+ 20%	au-delà de 2015	0,9
PRÉVISION DE LA DEMANDE		
- variation du scénario de prévision de la demande		
- mi-faible	7 ans (2013)	0
- mi-fort	au-delà de 2015	2,3

Les résultats indiquent que la sensibilité de la période de récupération du compte d'étalement n'est pas uniquement dépendante du coût des approvisionnements et du niveau de la demande, mais est également affectée de façon significative par les coûts très importants qui se manifestent au début de l'horizon analysé, notamment au niveau du transport.

Traitement des comptes de frais reportés

15. Référence : HQD-4, document 7, page 3.

Préambule :

« Aux fins du calcul du revenu requis, lorsqu'un compte de frais reportés est inclus dans la base de tarification, il porte rendement au taux moyen du coût en capital autorisé par la Régie, jusqu'à l'imputation aux charges des sommes qu'il contient, par voie d'amortissement. Les comptes de frais reportés qui ne sont pas inclus dans la base de tarification portent intérêt au même taux du coût en capital autorisé par la Régie, jusqu'au moment de leur inclusion aux charges. La pièce HQD-10, Document 1 présente l'évolution des coûts portés aux comptes de frais reportés.

La section 2 qui suit vise à inventorier l'ensemble des comptes de frais reportés qui ont été autorisés au Distributeur, afin d'en distinguer la nature et le traitement. »

Demande :

15.1 Veuillez décrire, le cas échéant, l'impact sur le revenu requis du Distributeur pour 2006 d'inclure les comptes de frais reportés actuellement hors-base dans la base de tarification.

Réponse:

En 2006, seul le compte de frais reportés du tarif BT serait inclus dans la base de tarification, étant donné sa disposition à compter du 1^{er} avril prochain. L'inclusion de ce compte dans la base de tarification à compter de cette date génère les impacts suivants :

Augmentation de la base de tarification (moyenne 13 soldes) de 125,87 M\$ découlant des éléments suivants :

- **Ajout de 176,9 M\$ au 31 mars 2006 soit un montant équivalent au solde figurant au compte de frais reportés hors base à cette date;**
- **Réduction de 2,95 M\$ par mois à partir d'avril 2006, correspondant à l'amortissement calculé sur une base linéaire, sur une période de 60 mois.**

Considérant le taux de rendement sur la base de tarification de 7,86 % pour l'année 2006, l'impact sur les revenus requis est de 9,89 M\$. Ce traitement a pour effet de prendre en compte le coût

de financement du solde non amorti du compte de frais reportés à partir du 1^{er} avril 2006. Il assure également un traitement homogène de l'ensemble des actifs du Distributeur.

16. Référence : Pièce HQD-4, document 7, page 6.

Préambule :

Dans la section 2.3 Option d'électricité interruptible, le Distributeur mentionne :

« Il s'agit d'un compte maintenu hors de la base de tarification, dont le solde éventuel sera imputé subséquemment aux coûts d'approvisionnement du Distributeur. »

Demande :

16.1 Veuillez préciser le traitement comptable de l'amortissement du compte de frais reportés concernant l'option d'électricité interruptible.

Réponse:

Tel qu'indiqué au tableau de la pièce HQD-10, Document 1, page 5, aucune somme n'est inscrite à ce jour dans le compte de frais reportés relatif à l'option d'électricité interruptible, et aucune somme n'est prévue s'y ajouter d'ici le 30 novembre 2006, date à laquelle prend fin la reconduction de l'option.

Néanmoins, dans l'éventualité d'un solde, composé des coûts relatifs à l'utilisation de l'option par le Distributeur et des intérêts cumulés au taux de rendement sur la base de tarification, le traitement comptable de l'amortissement de ce compte consisterait à verser le solde du compte de frais reportés aux achats d'électricité postpatrimoniale.

Tel que décrit à la page 6 de la pièce HQD-4, Document 7, l'option d'électricité interruptible constitue un complément aux achats de court terme lorsque les ressources accessibles au Distributeur ne suffisent pas. Pour cette raison, les coûts d'utilisation de l'option se qualifient à titre de coûts d'approvisionnement.

Tel que mentionné par la Régie à la page 14 de la décision D-2003-224 (motifs), «La récupération des montants inscrits dans le compte de frais reportés devra être examinée lors d'un dossier tarifaire». En outre, au paragraphe 12.4 de sa requête amendée R-3518-2003, en date du 18 novembre 2003, le Distributeur

soumettait qu'il entendait «*demander à la Régie, lors de la prochaine cause tarifaire (demande subséquente au dossier R-3492-2002), que les coûts accumulés à ce compte de frais reportés soient récupérés à même les tarifs qui seront alors fixés*». En raison toutefois de l'absence de coûts inscrits à ce compte, les modalités de disposition du compte (début, période et méthode d'amortissement) demeurent à déterminer et seront présentées, le cas échéant, lors d'un dossier tarifaire. Il est à noter que ce compte vise à capter et à reconnaître des coûts qui, s'ils étaient connus en temps opportun, seraient intégralement inclus dans les revenus requis de l'année témoin à laquelle ils se rapportent. Pour cette raison, l'approche de l'amortissement annuel intégral du solde du compte pourrait être privilégiée, à moins que l'impact tarifaire de cette pratique n'incite à recommander l'étalement des coûts aux fins de leur prise en compte dans les tarifs. Cette option générerait plutôt un amortissement linéaire des coûts, sur une période à déterminer. La réponse de la Régie à la demande du Distributeur de créer un compte d'étalement tarifaire pourrait avoir une incidence sur les modalités de disposition des soldes éventuels du compte de frais reportés relatif à l'option d'électricité interruptible.

Masse salariale et effectifs

17. Référence : Pièce HQD-7, document 4, page 8.

Préambule :

« En hausse de 84,0 M\$, les charges relatives aux avantages sociaux sont passées de 83,5 M\$ en 2004 à 167,5 M\$ en 2006. Cette importante progression découle de :

...

- la croissance des charges d'avantages sociaux – Autres attribuable à la croissance de la masse salariale dans son ensemble, aux coûts des régimes d'assurance santé qui continuent de croître ainsi qu'à une prise en charge temporaire accrue de la part de l'employeur des coûts des assurances collectives (assurances vie et santé). »*

Demande :

17.1 Veuillez élaborer sur la prise en charge temporaire accrue de la part de l'employeur des coûts des assurances collectives (assurances vie et santé).

Réponse:

Cette prise en charge temporaire découle des ententes négociées avec les syndicats en 2003 lors des renouvellements des conventions collectives. Comme il apparaît au tableau 11 de la pièce HQD-7, document 4, un des paramètres négociés s'est traduit par une réduction des primes d'assurances équivalant à 0,5 % du salaire de base en 2004 (1,5 % en 2005 et 0,5 % en 2006) pour les employés visés par le renouvellement de ces conventions collectives. Conséquemment, Hydro-Québec doit assumer cette réduction des primes, ce qui occasionne temporairement une augmentation de ses coûts.

Coûts capitalisés

18. Référence : Pièce HQD-7, document 7, pages 6-7.

Préambule :

« L'augmentation de 132 000 heures imputées aux investissements entre 2005 et 2006 découle essentiellement de l'intensification des efforts prévus en efficacité énergétique (HQD-7, document 4, section 3.2) ainsi que d'un changement de traitement comptable des compteurs modifiant les critères de capitalisation des heures des effectifs affectés à l'installation des compteurs (HQD-8, document 1). »

Demandes :

18.1 Veuillez concilier l'écart entre les 132 000 heures imputées aux investissements entre 2005 et 2006 mentionnées à la page 7 et les 102 000 heures calculées à l'aide du tableau sur l'impact des prestations de travail imputées aux investissements inclus à la page 6 (2 679 000 heures pour 2005 et 2 781 000 heures pour 2006).

Réponse:

HQD-7, document 7, page 7 ligne 3 aurait dû se lire:
«L'augmentation de 102 000 heures imputées aux investissements entre....»

18.2 Veuillez expliquer en quoi consiste le changement de traitement comptable des compteurs.

Réponse:

Le Distributeur a revu ses critères de capitalisation des heures des effectifs affectés à l'installation des compteurs comme suit :

- **Auparavant, les heures des effectifs étaient capitalisées pour les nouvelles installations, que le compteur soit neuf ou usagé;**
- **Maintenant, les heures des effectifs sont capitalisées pour les compteurs neufs seulement, sans égard qu'il s'agisse d'une nouvelle installation ou non.**

Encaisse réglementaire

19. Référence : Pièce HQD-9, document 3, page 15.

Préambule :

«Le délai moyen total ajusté tient compte du délai de perception additionnel résultant du fait qu'une portion des revenus des ventes d'une année témoin, correspondant au montant de la provision réglementaire, ne sera encaissée que dans l'année subséquente. Pour l'année témoin 2006, il s'agit d'une somme de 79M\$ qui sera récupérée qu'à partir de mai à juin 2007.»

Tableau portant sur le délai de perception des comptes à recevoir ajusté

Demande :

19.1 Veuillez fournir le détail du calcul du délai additionnel pour la provision réglementaire attribuable aux unités Grandes entreprises et Service à la clientèle, soit 4,94 jours et 4,73 jours respectivement.

Réponse:

À la base, le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire est de 19,5 mois, soit 585 jours.

Ce délai est expliqué dans les lignes qui suivent, à partir des délais applicables pour l'unité Service à la clientèle. Une hausse applicable au 1^{er} janvier 2006 serait perçue approximativement à

compter du début mars alors qu'une hausse au 1^{er} avril sera perçue à compter de juin. Le manque à gagner entre ces deux scénarios se bâtit régulièrement, depuis le début mars jusqu'à la fin du mois de mai. Ainsi, le centre de gravité du manque à gagner se situe autour de la mi-avril 2006. La provision réglementaire de 2006 sera quant à elle récupérée sur une période de 12 mois à même la hausse tarifaire applicable à compter du 1^{er} avril 2007, laquelle sera perçue à partir du début juin 2007 jusqu'à la fin mai 2008. Le centre de gravité de cette récupération se situe à la fin de novembre 2007. Le laps de temps entre le centre de gravité du manque à gagner et celui de sa récupération couvre donc la période de la mi-avril 2006 à la fin novembre 2007, soit une période de 19,5 mois, qui s'ajoute au délai de récupération initial (54,42 jours). Le même principe s'applique en ce qui concerne la perception des revenus en provenance de la clientèle de l'unité Grandes entreprises, même si le délai de récupération initial diffère (36,21 jours).

Ce principe étant établi, les délais ajustés s'appuient sur les calculs suivants :

SALC	En M\$	Jours	En M\$
	REVENUS (A)	DÉLAIS (B)	(A) X (B) (C)
Perçus par hausse du 1 ^{er} avril 2006	6 910	54,42	376 043
Provision réglementaire	56	639,42	35 808
Total	6 966		411 851
Délai moyen (Total C ÷ A)		59,15 ¹	

¹ Peut présenter des écarts d'arrondissement

Par différence, le délai additionnel est de 4,73 jours (59,15 - 54,42)

Preuve par l'approche différentielle : $56 \text{ M\$} \times 585 \text{ (jours)} = 32\,760 \div 6\,966 = 4,73 \text{ jours}$

GE (voir note)	En M\$ REVENUS (A)	Jours DÉLAIS (B)	En M\$ (A) X (B) (C)
Perçus par hausse du 1 ^{er} avril 2006	2 790	36,21	101 026
Provision réglementaire	23	621,21	14 288
Total	2 813		115 314
Délai moyen (Total C ÷ A)		41 ¹	

¹ Peut présenter des écarts d'arrondissement

Par différence, le délai additionnel est de 4,78 jours (41– 36,21)

Preuve : 23 M\$ X 585 (jours) = 13 455 ÷ 2 813 = 4,78 jours¹

note : Dans le cas de l'unité GE, en raison d'une erreur au niveau de la manipulation des données, le délai révisé a été établi à 41,15 jours (voir tableau 5 de pièce HQD-9, Document 3, page 15 de 18), alors qu'il devrait être de 41 jours. Il en résulte un impact non significatif de 873 000 \$ à la baisse au niveau de l'encaisse réglementaire pour l'année 2006 et de 63 000 \$ sur les revenus requis de cette année témoin.

20. Référence : Pièce HQD-9, Document 3, annexe 1, page 13

Préambule :

Le témoignage de Kathleen McShane présente les données de la méthode globale de détermination de l'encaisse réglementaire dans le tableau suivant:

"Table 2: Impact of EUB global approach on Hydro-Québec cash working capital requirement"

Demande :

20.1 Veuillez fournir le détail du calcul des délais de la colonne « *Expenses Lag (days)* » pour les éléments suivants :

- « *Interest Expense* »
- « *Guarantee Fee* »
- « *Dividends* »

Réponse:

Le détail du calcul des délais relatifs au paiement des intérêts, des frais de garantie et des dividendes est décrit par Kathleen McShane dans les lignes suivantes.

The payment lag days on interest expense are a weighted average of the lag days for interest expense on long-term debt and short-term debt, where, as provided by Hydro-Quebec, long-term debt expense accounts for 91.4% of the total and short-term debt expense accounts for 8.6% of the total. interest expense for 2006.

Interest payments on short-term debt are made quarterly, so that the average delay in payment of the expense from the time service is rendered (and the expense incurred) is 45.625 days. The payment lag of 45.625 days means that the short-term interest expense is paid, on average, half-way through each quarter of the year. Similarly, long-term interest expense is paid semi-annually, so that theoretically, it is paid, on average, 91.25 days (half of six months) after service is delivered and the expense incurred. The weighted average payment lag is 87.3 days.

For the guarantee fee, the full payment for the entire current year is due on the last business day of the first quarter of that year. Service is rendered, on average, at mid-year, and payment of the guarantee fee is made three months into the year, so that the average lead on the payment of the guarantee fee is approximately 90 days prior to the service being rendered.

For the dividends, the theoretical approach used relies on two assumptions:

1. quarterly payment of dividends, which reflects the typical publicly-traded utility payment schedule; and,
2. a dividend payout ratio of 50%.

These assumptions (used by the EUB) are theoretical and not specific to a particular utility. However, they are not unreasonable, given that most Canadian utilities are regulated on the basis of a deemed, rather than actual, capital structure. The deemed capital structures and returns for Canadian utilities, including for HQD, in turn, are determined primarily from data for proxies, or comparables that are publicly-traded and pay dividends quarterly. The explanation of the payment lag ascribed to the dividends is identical to that for the quarterly short-term interest expense.

Répartition du coût de service

- 21. Références :** i) Pièce HQD-10, document 1, page 10, tableau 3 ;
ii) Pièce HQD-12, document 2, page 7, ligne 11, colonne 5 ;
iii) Décision D-2004-170, page 19

Préambule :

À la référence i), le Distributeur indique que pour l'année tarifaire 2006, le montant de l'amortissement du compte de frais reportés pour le tarif BT est de 26,5 M\$.

À la référence ii), le Distributeur indique que les coûts alloués au tarif BT sont de 17,1 M\$. Ces coûts correspondent à des coûts de fourniture.

À la référence iii) la Régie demandait au Distributeur de « *maintenir une ligne distincte pour le tarif BT dans son étude de répartition du coût de service et ce, jusqu'à l'amortissement complet du CFR. Même s'il n'y a plus de client à ce tarif, il pourra indiquer à cette ligne l'amortissement annuel du CFR et donc faire une allocation directe des coûts du CFR au tarif BT* »

Demande :

- 21.1** Veuillez expliquer comment l'exigence de la décision D-2004-170 a été appliquée et mettre à jour, si besoin est, l'étude de la répartition des coûts et le calcul des indices d'interfinancement.

Réponse:

La pièce HQD-12, document 2, page 7, Tableau 1, colonne 5, présente le sommaire du coût du service du Distributeur par catégorie de consommateurs. Tel que mentionné dans le préambule, les charges associées au tarif BT sont de 17,1 M\$ en 2006, ce qui correspond à la composante énergie du tarif BT (HQD-12, Document 2, tableau 9, p.15). L'écart entre ces charges et le coût d'approvisionnement reconnu de ces ventes majorées des pertes est accumulé dans un compte de frais reportés pour le tarif BT, de même que les coûts de service à la clientèle reliés à la fermeture du tarif. Ce montant est amorti linéairement sur une période de 60 mois à compter du 1^{er} avril 2006. En ce qui concerne le montant d'amortissement du compte de frais reportés pour le tarif BT, celui-ci est réparti à chaque catégorie de consommateurs en pourcentage des revenus selon les catégories de consommateurs (HQD-12, Document 2, page 35, tableau 25B, colonne 20). Cette méthode est conforme à la décision D-2004-170 de la Régie qui «...demande au Distributeur

de récupérer ce montant auprès de l'ensemble des clients selon une hausse tarifaire uniforme» (D-2004-170, page 20). Par conséquent, il n'y a pas lieu de mettre à jour la méthode de répartition des coûts.

- 22. Références :** i) Pièce HQD-12, document 1, page 9 lignes 3 à 6 et tableau A ;
ii) Pièce HQD-2, document 2, page 11, Tableau 2.

Préambule :

« Les coûts de fourniture du patrimonial (2,77 ¢/kWh selon un taux de pertes de 7,5%) et du postpatrimonial (9,47 ¢/kWh) sont ensuite répartis entre les catégories de consommateurs en appliquant la formule de répartition utilisée de 2000 à aujourd'hui. » (référence i)

Le Tableau A de la référence i) présente par catégorie tarifaire les coûts unitaires postpatrimoniaux suivants :

Tarifs	Coûts (¢/kWh)
D et DM	10,97
G et à forfait	9,88
M	9,15
L	8,44
Contrats spéciaux	8,33
Total	9,47

Le tableau 2 de la référence ii) présente les coûts unitaires prévus en 2006 pour différents types d'approvisionnement.

Demandes :

- 22.1** Veuillez expliquer en quoi les coûts extraits du tableau A peuvent se comparer avec les coûts unitaires des différents types d'approvisionnement postpatrimoniaux requis en 2006.

Réponse:

Le Distributeur réitère qu'il ne fait pas d'appariement de types de produits d'approvisionnement spécifiques à des catégories de consommateurs spécifiques, que ce soit dans le traitement global proposé dans sa preuve à la pièce HQD-12, Document 1 ou dans les traitements alternatifs tels que présentés à la pièce HQD-12, Documents 1.1 et 1.2.

Les coûts des différents types d'approvisionnement postpatrimoniaux sont regroupés avec ceux de l'électricité patrimoniale pour ensuite être répartis entre les catégories de consommateurs selon le traitement global tel que proposé par le Distributeur en matière de répartition du coût de fourniture (pages 8 à 17 de HQD-12, Document 1). Par conséquent, le 9,47 ¢/kWh (8,8 ¢/kWh avant application du taux de pertes) de l'approvisionnement postpatrimonial fait partie du 3,05 ¢/kWh du coût total moyen de fourniture pour l'année 2006 (tableau 9A, colonne 8, ligne 24 de HQD-12, Document 2). Le 3,05 ¢/kWh est réparti par catégorie de consommateurs avec l'application de la formule utilisée jusqu'à présent et qui utilise les facteurs d'utilisation et les taux de pertes des catégories de consommateurs et du Distributeur, tel que prescrit à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

En isolant uniquement les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux des coûts totaux de fourniture répartis à chacune des catégories de consommateurs, il est possible de retrouver les coûts unitaires tels qu'indiqués au tableau 9A de HQD-12, Document 1 et cités en préambule de la présente question. Ces coûts unitaires sont déduits à partir des caractéristiques de consommation du Distributeur déterminées au global, dont notamment le taux de pertes de 7,5 % et le facteur d'utilisation de 67,7 %, qui représentent la portion énergie des coûts.

22.2 Veuillez identifier la portion du coût de 9,47 ¢/kWh correspondant à la valeur de la puissance.

Réponse:

Pour les fins de la répartition des coûts de fourniture, le Distributeur rappelle que la nature (ferme, variable, court et long terme, puissance et énergie) des contrats d'approvisionnement à la marge est dépendante des besoins globaux et des contrats d'approvisionnement en vigueur, incluant le volume de consommation patrimoniale, ce qui signifie qu'il n'est pas possible d'identifier séparément la portion puissance de l'ensemble des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux, tout comme pour l'ensemble des ouvrages du Producteur qui fournissent l'électricité patrimoniale, et ce dans le contexte actuel du marché de l'énergie au Québec. Pour déterminer la portion énergie, la portion puissance étant la contrepartie, le Distributeur utilise plutôt une méthode de répartition aux coûts moyens basée sur le facteur d'utilisation établi à partir du profil de consommation global du Distributeur.

Selon cette méthode, la portion puissance du tarif de fourniture s'Établit à 3,06 ¢/kWh (9,47 ¢/kWh X 32,3 %).

22.3 Veuillez préciser si le facteur d'utilisation des approvisionnements postpatrimoniaux est comparable à celui du réseau, c'est-à-dire 67%.

Réponse:

Le facteur d'utilisation des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2006, calculé par différentiel par rapport à la courbe de puissance classée du décret 1277-2001, serait de l'ordre de 60%, en considérant les 300 heures les plus chargées du postpatrimonial. Bien que le résultat semble similaire, il ne s'agit pas nécessairement des mêmes 300 heures les plus chargées de la courbe patrimoniale ou du réseau global du Distributeur.

22.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas retenu une méthode d'allocation par catégorie tarifaire des coûts postpatrimoniaux similaire à celle utilisée pour établir les coûts évités de fournitures dans les dossiers d'approbation du budget du plan global en efficacité énergétique.

Réponse:

Il s'agit de deux choses distinctes. Un signal de coûts basé sur les coûts marginaux est établi pour l'analyse d'options à la marge, telles que dans le cas des coûts évités des programmes d'efficacité énergétique. Ce signal traduit donc l'impact sur les coûts de décisions futures et reflète le contexte spécifique de ces décisions, qui peut évoluer dans le temps. Par opposition, un signal de coûts basé sur les coûts moyens traduit l'impact des décisions prises antérieurement. La répartition des coûts de service, incluant les coûts de fourniture, permet d'établir la responsabilité de chaque catégorie de consommateurs envers l'ensemble des coûts déjà assumés par le Distributeur.

Les méthodes de répartition des coûts de service approuvées depuis le début des travaux de la Régie et pour les années précédentes, ont toujours été sur la base des coûts moyens, et ce à tous les niveaux, que ce soit la production, le transport ou la distribution.

De plus, le Distributeur rappelle également que les choix en matière d'interfinancement ont été fait dans un contexte de méthode de répartition du coût de service établie sur la base des coûts moyens globaux. À ce titre, le Distributeur réfère au chapitre 2.4 de HQD-12, Document 1, page 12.

23. Référence : Pièce HQD-12, document 1, page 21, colonne 3.

Préambule :

Le tableau B indique que le transfert de deux clients de la catégorie Grande puissance à la catégorie Contrats spéciaux réduit les coûts alloués à la catégorie Grande puissance de 225,3 M\$ et augmente ceux de la catégorie Contrats spéciaux de 240,6 M\$.

Demande :

- 23.1** Veuillez expliquer le coût additionnel de 15,3 M\$ alloués à la catégorie Contrats spéciaux lors du transfert des deux clients de la catégorie Grande puissance.

Réponse:

Le Distributeur tient à rappeler que le 240,6 M\$ ne constitue pas un coût réparti à la catégorie de consommateurs Contrats spéciaux. Il résulte plutôt de l'application de l'article 52.2, 3^e alinéa, qui prescrit que le coût de fourniture des contrats spéciaux est calculé à partir des revenus prévus de ces clients. L'écart par rapport au coût de fourniture réparti à la catégorie de consommateurs Contrats spéciaux constitue l'ajustement applicable aux contrats spéciaux. L'impact de 15,3 M\$ ne résulte donc pas d'une répartition différente de coûts, mais plutôt d'une différence méthodologique.

Impact de la hausse tarifaire

- 24. Référence :** Pièce HQD-13, document 1, page 26.

Préambule :

« À titre indicatif, le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel, pour la facture énergétique seulement, est de 6,83 ¢/kWh. Lorsque sont ajoutés les coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par rapport à des plinthes électriques, le prix par kWh-équivalent est de 10,45 ¢/kWh. »

Ces calculs sont réalisés en considérant 80 % d'efficacité des systèmes de chauffage au gaz naturel mais le prix du combustible utilisé n'est pas spécifié.

Demandes :

- 24.1** Veuillez préciser le coût du gaz utilisé pour déterminer le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel.

Réponse:

**Il s'agit des prix appliqués par SCGM en date du 1^{er} juillet 2005.
Les prix par composantes sont les suivants :**

Fourniture :	26,561 ¢/m ³
Compression :	1,259 ¢/m ³
Transport :	3,872 ¢/m ³
Équilibrage :	3,424 ¢/m ³
<u>Distribution :</u>	<u>22,4 ¢/m³</u>
Total :	57,516 ¢/m³

Le prix pour la composante distribution correspond à celui de la première tranche du tarif D1 et excluant les frais de base, ces derniers étant imputés à la facture associée aux usages autres que le chauffage des locaux.

24.2 Veuillez présenter les mêmes calculs pour un système de chauffage au gaz naturel de 90% d'efficacité.

Réponse:

Toujours en date du 1^{er} juillet 2005, pour un taux d'efficacité de 90 %, le coût en kWh-équivalent pour la facture énergétique seulement est de 6,07 ¢/kWh et en incluant les coûts d'entretien et d'acquisition, le prix en kWh-équivalent est de 9,68 ¢/kWh.

25. Références : i) Pièce HQD-13, document 1, page 40, tableau 21 ;
ii) Pièce HQD-12, document 1, page 17, lignes 17 et 18.

Préambule :

À la référence i), le Distributeur indique pour la catégorie Grande puissance, l'indice d'interfinancement après hausse est de 114,4% et la balise 2002 ajustée est de 117,1%.

À la référence ii) le Distributeur mentionne que :

«Le Décret 759-2005 reflète le transfert de deux clients de la catégorie Grande puissance à la catégorie Contrats spéciaux.»

Demandes :

25.1 Veuillez expliquer l'écart entre l'indice d'interfinancement de la catégorie Grande puissance et sa balise 2002 ajustée identifié à la référence i).

Réponse:

Tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQD-12, Document 3, page 12, l'écart entre l'indice d'interfinancement 2006 du tarif L (114,4) et la balise 2002 ajustée (117,0) est dû aux effets Prix/Coûts/Volumes constatés depuis l'année de référence 2002. La somme de ces effets (-2,6) représente l'écart entre ces deux indices.

25.2 Veuillez quantifier l'impact (en millions de dollars et en pourcentage) du transfert des deux clients de la catégorie Grande puissance vers la catégorie Contrats spéciaux sur l'interfinancement de chacune des catégories tarifaires.

Réponse:

L'impact en M\$ du transfert de deux clients du tarif L vers les contrats spéciaux est présenté au tableau B de la pièce HQD-12, Document 1, colonne 3. L'impact en pourcentage sur l'indice d'interfinancement du tarif L de 0,8 % figure au tableau 2 de la pièce HQD-12, Document 3. Bien que cet écart comprenne tous les changements apportés à la méthode de répartition, il est essentiellement dû au transfert de ces deux clients tel que précisé au tableau R25.2.

Tableau R25.2
Impact (en M\$ et %) du transfert de deux clients du tarif L aux contrats spéciaux
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) (5) Avant transfert				(6) (7) (8) (9) Après transfert				(10) (11) (12) (13) Impact du transfert			
	Revenus prévus	Coût du service	Part (%) (4) = (2) / (3)	Indice d'inter- financement	Revenus prévus	Coût du service	Part (%) (4) = (2) / (3)	Indice d'inter- financement	Revenus prévus	Coût du service	Part (%)	Indice d'inter- financement
1 Domestique	3 902,7	4 917,4	79,4	81,4	3 902,7	4 917,5	79,4	81,6	-	0,0	(0,0)	0,2
2 Petite puissance	1 227,2	1 025,1	119,7	122,8	1 227,2	1 025,1	119,7	123,1	-	0,0	(0,0)	0,3
3 Moyenne puissance	1 734,6	1 371,6	126,5	129,7	1 734,6	1 371,6	126,5	130,1	-	0,0	(0,0)	0,3
4 Grande puissance	2 207,7	1 993,7	110,7	113,6	1 966,7	1 768,4	111,2	114,4	(241,0)	(225,3)	0,5	0,8
5 Total	9 072,2	9 307,8	97,5	100,0	8 831,2	9 082,5	97,2	100,0	(241,0)	(225,3)	(0,2)	-

Référence :

HQD-12, Document 1 Tableau B Colonne 3	HQD-12, Document 3 Tableau 2 Méthode 2006
---	--

26. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 44.

Préambule :

Au tableau 27 le Distributeur indique que 4,3% des clients pourraient subir une hausse tarifaire entre 4% et 9,9%

Demande :

26.1 Veuillez indiquer le nombre de clients qui subiront des hausses tarifaires supérieures à 4% en ventilant ces hausses tarifaires par tranche de 1%.

Réponse:

Parmi les 221 093 clients retenus dans les données de référence du tarif G, 4,3 % ont des hausses de factures de plus de 4 %, soit environ 9 500 clients.

TABLEAU R-26.1

**Impact annuel de la hausse proposée – Tarif G
(incluant le changement de seuil de facturation de la puissance)**

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 2 (minimum : -45,2)	16,6
De 2,0 à 2,8	32,2
De 2,9 à 3,0	36,8
De 3,1 à 4	10,1
De 4,1 à 5	1,6
De 5,1 à 6	1,1
De 6,1 à 7	0,7
De 7,1 à 8	0,4
De 8,1 à 9	0,3
De 9,1 à 9,9	0,2
Total	100,0

27. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 42, tableau 24.

Préambule :

Le tableau 24 présente les effets de la hausse proposée sur la facture mensuelle moyenne pour quatre clients types du tarif D.

Demandes :

27.1 Veuillez fournir les consommations imputées à la première et à la seconde tranche du tarif D pour chacun des clients types du tableau 24.

Réponse:

TABLEAU R-27.1

Consommations moyennes des clients au tarif D

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2003-2004	(kWh)	
	1 ^{ère} tranche	2 ^{ème} tranche
Moyenne des clients*(17 049 kWh)	8 650	8 399
Moyenne des clients chauffés à l'électricité* (19 324 kWh)	9 349	9 975
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité* (12 413 kWh)	7 226	5 187
Client habitant une maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	10 910	15 574

* Ces moyennes ont été calculées sur l'ensemble des clients au tarif D.

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

27.2 Veuillez également fournir les effets d'une hausse de 5,34 % sur la facture moyenne de chacun des quatre clients types.

Réponse:

TABLEAU R-27.2

Effets d'une hausse différenciée de 5,34 % sur la facture mensuelle moyenne de la clientèle domestique (tarif D)

Tarif	Au 1 ^{er} avril 2005	Incluant une hausse de 5,34 %
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64
Les 30 premiers kWh/jour (¢/kWh)	5,02	5,22
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	6,33	6,83
Prime de puissance en hiver (\$/kW) (excédent de 50 kW)	3,96	4,71

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2004-2005	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif incluant hausse de 5,34 %		
Moyenne des clients (17 049 kWh)	92,90	97,85	4,95	5,3%
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 324 kWh)	104,13	109,86	5,73	5,5%
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (12 413 kWh)	70,00	73,37	3,37	4,8%
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	140,15	148,46	8,31	5,9%

Option d'électricité additionnelle

28. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 53.

Préambule :

« L'option d'électricité additionnelle consiste à offrir au client qui le souhaite l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur. »

Demande :

28.1 Veuillez présenter les avantages que cette option peut procurer au Distributeur.

Réponse:

L'option d'électricité additionnelle est avant tout un service offert par le Distributeur à sa clientèle de grande puissance. Tel qu'indiqué à la pièce HQD-13, Document 1, page 51, ce service était auparavant offert par l'entremise de la tarification en temps réel. Le Distributeur propose de remplacer cette dernière par une option limitée à la possibilité de consommation additionnelle en complément de l'option d'électricité interruptible.

29. Référence : Pièce HQD-13, document 1, pages 53 et 54.

Préambule :

« L'électricité additionnelle de chaque période mensuelle est vendue à un prix représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur. »

(...)

« L'énergie est transigée habituellement en \$/MWh sur une bourse d'électricité ou en transaction bilatérale. Une portion significative des transactions du Distributeur se matérialisent durant le mois, ce qui implique qu'il est en pratique impossible d'établir à l'avance le prix qui sera effectivement payé par le Distributeur. Afin de contourner cette difficulté, il est proposé d'établir le prix en utilisant un indicateur de marché.

L'indicateur choisi est la bourse des options à termes (futures) du New York Mercantile Exchange (NYMEX) visant le marché de New York - Zone A pour les périodes pointe et hors pointe dont les données sont disponibles via Internet. Le

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

marché de New York constitue le marché de référence d'Hydro-Québec étant donné sa proximité et le nombre important de transactions. À l'intérieur de ce pool, même si la zone M est la zone Hydro-Québec, c'est la zone A qui est la plus importante et qui offre le plus de profondeur. Les transactions de ces produits peuvent être suivies sur le site du NYMEX sous les appellations suivantes :

- *NYISO Zone A LBMP Swap - Peak*
- *NYISO Zone A LBMP Swap - Off- Peak »*

Demande :

29.1 Veuillez expliquer en quoi les indicateurs NYMEX proposés constituent de bons indicateurs du coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur.

Réponse:

Le Distributeur met en place des approvisionnements de long terme afin de répondre à ses besoins. Certains besoins qui ne peuvent être prévus peuvent se concrétiser. Le recours aux marchés de court terme permet de satisfaire ces besoins. Le Distributeur doit se procurer son énergie sur les marchés de court terme. Les prix à terme du NYMEX de l'énergie transigée dans le NYISO à la zone A pour le prochain mois sont des indicateurs valables des prix que le Distributeur paierait pour acquérir cette énergie. Contrairement aux prix provenant de publications spécialisées, les prix de NYMEX ont l'avantage d'être facilement accessibles par la clientèle par l'entremise du site Internet du NYMEX. Quant au choix de la zone utilisée, bien que la zone M soit la zone d'Hydro-Québec, la zone A est le plus important marché de court terme avec lequel le Distributeur transige et elle possède notamment l'avantage d'être le marché le plus liquide tout en étant à proximité.

30. Référence : Pièce HQD-13, document 1, pages 54 et 55.

Préambule :

« Deux ajustements seront appliqués à cet indicateur de marché. Le premier ajustement le ramène à la zone Hydro-Québec en reflétant un différentiel de prix entre la Zone A et la Zone M du NYISO. Cet ajustement sera établi à partir des

**Réponses à la demande de renseignements no. 1
de la Régie**

données historiques relatives à cet écart et calculé sur une moyenne mobile de 12 mois pour chacun des mois de référence. Le deuxième ajustement reflète les frais de sortie de NYISO Zone M jusqu'à la frontière du Québec. Cet ajustement est fixé à 6 \$US/MWh, selon une moyenne historique, pour tous les mois de référence. Cet ajustement sera revu une fois l'an.»

Demandes :

30.1 Veuillez fournir, à titre illustratif, le différentiel de prix entre la Zone A et la Zone M du NYISO applicable pour les 12 derniers mois.

Réponse:

Le tableau suivant montre la moyenne des 12 derniers mois pour les prix DAM de la zone M moins ceux de la zone A. Les chiffres sont en \$US/MWh.

TABLEAU R-30.1

Différentiel NY DAM M - A du 1^{er} octobre 2004 au 31 septembre 2005			
	Pointe	Hors-pointe	24h
Moyenne	4,36	6,04	5,25

30.2 Veuillez justifier l'ajustement annuel des frais de sortie de NYISO Zone M.

Réponse:

Le tableau suivant montre la plus récente moyenne mobile des 12 derniers mois pour les frais de sortie et leurs composantes. Les chiffres sont exprimés en \$US/MWh.

TABLEAU R-30.2

Frais de sortie NY – Données du 1^{er} octobre 2004 au 30 septembre 2005							
	Voltage Support and Black Start	Uplift	NYISO Cost of Operation	Reserve	NTA C	TSC	Frais de transport
Moyenne – 12 mois	0,38	1,15	0,77	0,15	0,40	2,19	5,04

Tel que mentionné à la pièce HQD-13, document 1, pages 54 et 55, cet ajustement sera révisé une fois l’an. Celui-ci correspondra à la moyenne mobile des 12 mois de l’année civile précédente. Le Distributeur intégrera l’ajustement révisé pour la publication du texte des tarifs suite à la décision de la Régie.

31. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 55.

Préambule :

« Afin d’éviter toute cannibalisation des ventes au tarif de base, ces composantes doivent refléter le profil de consommation normal du client. Ainsi, une période de référence de trois périodes mensuelles consécutives avant l’adhésion du client à l’option est considérée. »

Demande :

31.1 Veuillez expliquer en quoi une période de référence de trois périodes mensuelles consécutives est suffisante pour s’assurer qu’il n’y ait pas cannibalisation des ventes au tarif de base.

Réponse:

La période de trois mois permet de capter le comportement du client qui correspond le plus étroitement possible au cycle économique ou de production en vigueur au moment de l’adhésion du client à cette option. Il est également mentionné à l’article 6.58 de la pièce HQD-13, Document 4, page 154 que dans le cas où les trois périodes précédentes ne reflètent pas le profil normal de la consommation du client, le Distributeur utilisera

alors toute autre méthode jugée plus adéquate afin de s'assurer que la référence reflète la consommation normale du client lors de son adhésion à l'option.

Option d'électricité interruptible – clientèle moyenne puissance

- 32. Références :** i) Pièce HQD-13, document 1, page 57 ;
ii) D-2003-224 (Motifs), page 4.

Préambule :

L'option d'électricité interruptible pour la moyenne tension « ... s'inspire étroitement du concept d'électricité interruptible présentement disponible pour la clientèle au tarif L tout en étant adaptée pour les clients de moyenne puissance dont font partie les clients qui possèdent un système bi-énergie CII. » (référence i)

En ce qui a trait à l'option offerte à la clientèle au tarif L, la décision D-2003-224 (référence ii) précise : « Le Distributeur propose de mettre en place l'option comme complément aux achats de court terme et à l'éventuelle entente-cadre avec le Producteur. L'option permettra de faire face à ces situations lorsque aucun autre moyen ne sera disponible. Le Distributeur entend placer ce moyen, dans la séquence des moyens de gestion, juste avant l'abaissement de la réserve dix minutes et le délestage cyclique de la charge. En fait, avec l'option, le Distributeur met à la disposition de Hydro-Québec TransÉnergie (TransÉnergie) un moyen de plus pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande. C'est d'ailleurs TransÉnergie qui appellera les clients pour les interrompre. »

Demandes :

- 32.1** Veuillez préciser si le Distributeur prévoit utiliser davantage l'option d'électricité interruptible pour la clientèle moyenne puissance que l'option pour la clientèle grande puissance.

Réponse:

Aucune analyse précise n'a été réalisée quant à la probabilité d'utilisation comparative des deux options.

Par ailleurs, le coût variable d'utilisation de l'option pour la moyenne puissance (7 ¢/kWh) est inférieur à celui de l'option pour la grande puissance (30 ¢/kWh). L'option de moyenne puissance pourrait ainsi faire l'objet de plus d'interruptions que

l'option pour la grande puissance même si elle exige un préavis d'interruption plus long.

- 32.2** Veuillez expliquer, le cas échéant, comment se fera la programmation des interruptions auprès de TransÉnergie et veuillez identifier la place de l'option dans ladite programmation.

Réponse:

L'option pour la moyenne puissance sera intégrée à la séquence des moyens de soutien des réserves d'exploitation utilisés par TransÉnergie. Son ordonnancement sera précisé par le Distributeur selon le contexte énergétique du moment. Le Transporteur sera en mesure de faire appel à ce moyen d'approvisionnement après avoir utilisé les moyens qui précèdent dans la séquence. Le Distributeur peut toutefois faire appel à l'option pour des raisons d'optimisation de son portefeuille d'approvisionnement. Le Transporteur sera alors avisé et procédera à l'application des directives d'exploitation en vigueur.

- 33. Référence :** Pièce HQD-13, document 1, page 63.

Préambule :

« Le crédit proposé de 12 ¢/kWh serait exprimé sous forme fixe et variable. Ainsi, un crédit fixe de 5 \$/kW s'appliquerait pour la période d'hiver, à raison de 1,25 \$/kW, sur la puissance interruptible effective mensuelle et un crédit variable de 7 ¢/kWh s'appliquerait sur la puissance interruptible effective horaire. »

Demande :

- 33.1** Compte tenu du niveau actuel des prix des produits pétroliers, veuillez commenter sur l'intérêt à court et moyen terme que peut susciter l'option auprès de la clientèle visée.

Réponse:

Le client peut espérer avoir une compensation d'au moins 12 ¢/kWh pour l'utilisation de sa chaudière au mazout dans le cas de 100 heures d'interruption par année, en plus de l'économie de 2,56 ¢/kWh (au 1^{er} avril 2005) réalisée sur la deuxième tranche d'énergie du tarif M. Si on ne considère que la portion variable du crédit, la compensation de 9,56 ¢/kWh correspond environ au prix du mazout qui s'élevait en septembre 2005 à 9,86 ¢/kWh-équivalent (74,5 ¢/litre à un taux d'efficacité de 70 %).

34. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 63.

Préambule :

« Le montant, versé mensuellement au client participant pendant les quatre mois d'hiver, correspond au produit du crédit de 1,25 \$/kW-mois par l'écart entre la puissance moyenne horaire durant les heures visées des jours ouvrables de la période de consommation (excluant les jours fériés et les jours d'interruption), et la puissance de base que le client s'engage à ne pas dépasser au moment de l'interruption. »

Demande :

34.1 Veuillez préciser comment sera déterminée la puissance moyenne horaire durant les heures visées des jours ouvrables de la période de consommation (excluant les jours fériés et les jours d'interruption)

Réponse:

Les heures visées correspondent aux deux blocs horaires mentionnés : soit de 7 à 11 heures et de 17 à 21 heures, en excluant les jours de fin de semaine, les jours fériés et les jours où il y a eu interruption. La moyenne arithmétique de la puissance moyenne horaire de ces 8 heures correspond à la puissance moyenne horaire de l'ensemble des heures utiles de la période de consommation.

35. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 64.

Préambule :

« ...le Distributeur appliquera une pénalité de 0,25 \$/kW pour chaque dépassement pendant la période d'interruption. La somme des pénalités sera cependant limitée au montant total versé au client en crédit fixe pour la période de son engagement. »

Demandes :

35.1 Veuillez expliquer comment a été établi le montant de la pénalité de 0,25 \$/MW.

Réponse:

Le montant de 0,25 \$/kW a été établi afin d'assurer qu'après 5 périodes d'intégration de quinze minutes où le client participant est en défaut d'interrompre durant une période d'interruption de quatre heures, la pénalité corresponde au crédit fixe de la période mensuelle de consommation.

35.2 Veuillez fournir les raisons justifiant la limitation du montant des pénalités au montant du crédit fixe pour la période de son engagement.

Réponse:

La proposition du Distributeur de limiter le montant des pénalités au montant du crédit fixe pour la période de l'engagement s'inspire des programmes de puissance interruptible avec crédit fixe offerts par le passé à la clientèle de grande puissance. L'expérience a démontré que cette approche était suffisamment dissuasive.

Par ailleurs, les consultations ont démontré que l'intérêt des clients était influencé par le montant de pénalité appliqué. Étant donné que ce type d'option est offert pour la première fois à la clientèle de moyenne puissance, le Distributeur estime que la pénalité ne doit pas freiner indûment la participation de la clientèle à l'option. Les modalités applicables, incluant les pénalités, seront de toute façon réévaluées à la lumière de l'expérience de la première année d'application de l'option.

35.3 Est-ce que le fait de limiter le montant des pénalités au montant du crédit fixe n'a pas comme conséquence d'inciter les clients à souscrire à l'option mais à ne pas s'interrompre le moment venu ? Veuillez commenter.

Réponse:

Voir la réponse à la question 35.2

Tarif LP

36. Référence : Pièce HQD-13, document 1, page 66.

Préambule :

« Le tarif LP était offert à titre d'énergie de secours pour de courtes périodes afin d'assurer le maintien du parc de chaudière du tarif LC. Étant donné l'abrogation du tarif LC, le Distributeur propose de limiter le tarif aux clients actuels. »

Demande :

36.1 Veuillez préciser le nombre de clients bénéficiant actuellement du tarif LP.

Réponse:

Il y a actuellement 8 clients au tarif LP.